

TUNTURIVERKKO OY:N KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Kaisanlahti Jarkko

Opinnäytetyö
Tekniikka ja liikenne
Sähkötekniikka
Insinööri (AMK)

2017

Tekniikka ja liikenne
Sähkötekniikka
Insinööri (AMK)

Tekijä	Jarkko Kaisanlahti	Vuosi	2017
Ohjaaja	DI Jaakko Etto		
Toimeksiantaja	Tunturiverkko Oy		
Työn nimi	Tunturiverkko Oy:n kehittämissuunnitelma		
Sivu- ja liitesivumäärä	31		

Opinnäytetyö tehtiin Tunturiverkko Oy:lle, joka on Inarin ja Utsjoen kuntien alueilla toimiva sähkön jakeluverkkoyhtiö. Tavoitteena oli tehdä pitkän tähtäimen kehittämissuunnitelma sähkönjakelun toimitusvarmuuden näkökulmasta.

Vuosikymmenen alussa Etelä-Suomea koskeneet sähkönjakelun suurhäiriöt saivat Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) pohtimaan toimenpiteitä, joilla sähkönjakelun varmuutta parannetaan sekä sähkönkatkojen vaikutusta lievennetään. Työryhmän lausunnon pohjalta laadittiin uusi sähkömarkkinalaki.

Uusi sähkömarkkinalaki asetti verkkoyhtiöille useita vaatimuksia, joilla niitä veloitettiin parantamaan sähkönjakelun toimitusvarmuutta. Jakeluverkkoyhtiöt joutuivat laatimaan kehittämissuunnitelman, jossa selvitetään toimenpiteet, joilla saadaan nostettua sähkönjakelun toimitusvarmuuden tasoa. Energiavirasto asetettiin valvomaan lain vaatimuksen noudattamista.

Työn alussa tehtiin koko jakeluverkolle kattava nykytila-analyysi. Selvitystyössä käytettiin muun muassa käyttö- ja kunnossapitodokumentteja, häiriöraportteja sekä lukuisia elinkaariselvityksiä. Verkkotietojärjestelmästä löytyi lähes kaikki tekniset tiedot, joita hyödynnettiin laskennoissa. Työn edetessä selvitettiin erilaisia teknisiä vaihtoehtoja toimitusvarmuuden parantamiseksi. Tunturiverkko päätyi käyttämään useampaa teknistä vaihtoehtoa, koska tällä saavutettiin kustannustehokkaasti lain edellyttämä taso.

Opinnäytetyön lopputuloksena syntyi Tunturiverkko Oy:lle pitkän tähtäimen verkoston kehittämis- ja investointisuunnitelma. Suunnitelmassa määritellään tarkemmin ne välitavoitteet, joilla Tunturiverkko saavuttaa lain edellyttämän säävarman verkon määrääjässä. Työn edetessä myös henkilöstölle selvisi verkoston todellinen kunto ja uusimistarve. Selvityksen perusteella henkilöstö tietää, missä sijaitsevat verkoston kehittämistä vaativat kohteet.

Avainsanat

kehittämissuunnitelma, sähkömarkkinalaki, sähkönjakelutekniikka.

Industry and Natural resources
Electrical Engineering

Author	Jarkko Kaisanlahti	Year	2017
Supervisor	Jaakko Etto MSc (El.Eng)		
Commissioned by	Tunturiverkko Ltd.		
Subject of thesis	Tunturiverkko Ltd. Development Plan		
Number of pages	31		

The Bachelor's thesis was made for Tunturiverkko Ltd, which is an electricity distribution company, operating in the municipalities of Inari and Utsjoki. The objective was to make a long-term development plan to improve the reliability of electricity supply.

At the beginning of the decade, the Ministry of Economic Affairs and Employment (MEE) was concerned about the large disturbance of supplying electricity in southern Finland. The MEE considered measures to improve the security of electricity supply and the impact of power outages levels. A new Electricity Market Act is based on the statement from MEE.

The new law puts great requirements for the supply of electricity distribution network companies. The law provides that the companies draw up a development plan, which include measures to achieve an increase in the level of electricity supply. The task of the Energy Authority is to monitor that the companies abide by the law.

At the beginning of the work an analysis of the present state of the network was conducted. The analysis is based on the operating and maintenance documents, fault reports and the number of different kinds of reports. The technical data is based on the information of network data system. Different technical options were found out during the thesis to enhance the reliability of the supply. Because of the cost-effectiveness Tunturiverkko Ltd concluded to use several technical options.

The final result of the thesis was a long-term development and investment plan for the network. The plan defines more precisely the intermediate targets, whereby Tunturiverkko Ltd achieves the weatherproof network, required by the law. During the project, the personnel is aware of the condition of the network.

Key words development plan, Electricity Market Act., electricity distribution technology.

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	7
2	SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUDEN VAATIMUKSET	8
2.1	Jakeluverkon kehittämistä ohjaava lainsäädäntö	8
2.2	Kehittämissuunnitelmaa ohjaava lainsäädäntö	9
2.3	Jakeluverkon toimintavarmuutta koskeva siirtymäsäännös	10
3	TUNTURIVERKKO OY	11
3.1	Taloudellisia tunnuslukuja	12
3.2	Teknisiä tunnuslukuja	12
4	JAKELUVERKON NYKYTILA-ANALYYSI	13
4.1	Inarin verkon nykytila-analyysi	14
4.2	Utsjoen verkon nykytila-analyysi	17
4.3	Koko jakeluverkon toimitusvarmuus	19
5	TEKNISIÄ VAIHTOEHTOJA	20
5.1	Kaapelointi	21
5.2	Kauko-ohjattavat erottimet	21
5.3	Maastokatkaisijat	22
5.4	Tienvarteen rakentaminen	22
5.5	Varayhteyksien rakentaminen	22
5.6	Johtokadun vierimetsien hoito	23
6	YHTIÖN TOIMITUSVARMUUDEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA	25
6.1	Tunturiverkon tavoiteverkkomalli	25
6.2	Tavoiteverkkomallin taloudelliset raamit	26
6.3	Tavoiteverkon tekninen toteuttaminen	28
7	POHDINTA	29
	LÄHTEET	30
	LIITTEET	31

ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on tehty Tunturiverkko Oy:lle. Työn aiheena on Tunturiverkko Oy:n kehittämissuunnitelma. Opinnäytetyöni innoittajana on toiminut vuonna 2013 säädetty uusi sähkömarkkinalaki, joka on tuonut pitkän aikavälin suunnittelun osaksi toimialan käytäntöjä. Opinnäytetyön ohjaavana opettajana toimi DI Jaakko Etto. Haluan kiittää häntä hyvästä työn ohjauksesta ja opastuksesta opinnäytetyöni aikana.

Lisäksi haluan kiittää vaimoani Kati-Susannaa kaikesta tuesta ja kannustuksesta opinnäytetyöni aikana.

Ivalossa 2.5.2017

Jarkko Kaisanlahti

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

EV	Energiavirasto
GWh	gigawattitunti
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
KJ	keskijännite
kV	kilovoltti
MVA	megavoltiampeeri
PJ	pienjännite
PM	päämuuntaja
SML	sähkömarkkinalaki
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TUVE	Tunturiverkko Oy

1 JOHDANTO

Vuosikymmenen alussa Etelä-Suomessa riehuneet myrskyt ja niiden aiheuttamat pitkät katkot sähköjakelussa saivat Työ- ja elinkeinoministeriön tekemään laajoja selvityksiä, joiden tavoitteena oli päästä eroon pitkistä sähkökatkoista. Tavoitteena oli myös sähköjakelun toimitusvarmuuden parantaminen ja sen kirjaaminen lakiin. Uusi sähkömarkkinalaki säädettiin vuonna 2013, ja se velvoitti jakeluverkkoyhtiöt kehittämään sähköjakelua toimitusvarmaksi.

Jakeluverkkoyhtiöille lain tavoitteet konkretisoituivat siten, että niiltä edellytettiin toimitusvarmuutta parantavia kehittämissuunnitelmia. Suunnitelmissa tuli huomioida, etteivät myrskyt tai vastaavat häiriöt aiheuta asemakaava-alueen asukkailla yli 6 tunnin keskeytystä. Muilla alueilla keskeytys saa olla korkeintaan 36 tuntia. Toimenpiteet sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi tulee tapahtua portaittain 15 vuoden aikana, välitavoitteet huomioiden. Suunnitelmien laatimista ja toteutumista valvoo Energiavirasto (EV).

Uusi sähkömarkkinalaki on toiminut tämän opinnäytetyön innoittajana. Opinnäytetyön tavoitteena on tehdä Inarissa ja Utsjoella toimivalle jakeluverkkoyhtiö Tunturiverkko Oy:lle lain edellyttämä pitkän tähtäimen kehittämissuunnitelma.

Työn edetessä arvioidaan Tunturiverkon jakeluverkko ja sähköasemien nykytilat. Arvioinnissa hyödynnetään yhtiön käyttö- ja kunnossapitodokumentteja sekä tehtyjä elinkaariselvityksiä. Työssä merkittävinä tiedonlähteinä ovat myös Trimble Oy:n verkkotietojärjestelmä sekä henkilöstön kokemus.

2 SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUDEN VAATIMUKSET

2.1 Jakeluverkon kehittämistä ohjaava lainsäädäntö

Uusitusssa sähkömarkkinalaissa on useita vaatimuksia, jotka kiristävät jatkossa verkkoyhtiöiden toimintatapoja. Seuraavaksi esitellään sähkömarkkinalain 588/2013 keskeiset kohdat, jotka ohjaavat tätä opinnäytetyötä.

Sähkömarkkinalain mukaan verkonhaltija on kehittämisvelvollinen. Verkonhaltijan tulee riittävän hyvänlaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaan. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 4;19.1 §.)

Verkonhaltijan on asianmukaisella suunnittelulla varauduttava normaaliolojen häiriötilanteisiin ja valmiuslaissa tarkoitettuihin poikkeusoloihin. Verkonhaltijan on laadittava varautumissuunnitelma sekä osallistuttava tarpeellisessa laajuudessa huoltovarmuuden turvaamiseen tähtäävän valmiussuunnitteluun. Varautumissuunnitelma on päivitettävä vähintään kerran kahdessa vuodessa ja silloin, kun olosuhteissa tapahtuu merkittäviä muutoksia. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 4:28.1 §.)

Sähkömarkkinalain 51 § velvoittaa jakeluverkonhaltijaa suunnittelemaan, rakentamaan ja ylläpitämään verkkoa siten, että se täyttää lain edellyttämät toiminnan laatuvaatimukset. Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset ovat lain mukaan seuraavat:

- 1) verkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset;
- 2) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tunnin kestäväää sähkönjakelun keskeytystä;
- 3) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitetulla alueella verkon käyttäjälle yli

36 tuntia kestävää sähkönjakelun keskeytystä. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:50.1 §.)

Jakeluverkonhaltija voi määrittää jakeluverkkonsa toiminnan laatuvaatimusten tavoitetason 1 momentin 2 ja 3 kohdasta poiketen paikallisten olosuhteiden mukaisesti, jos:

- 1) käyttöpaikka sijaitsee saarella, johon ei ole siltaa tai vastaavaa muuta kiinteää yhteyttä taikka säännöllisesti liikennöitävää maantielauttayhteyttä; tai
- 2) käyttöpaikan vuotuinen sähkönkulutus on ollut kolmen edellisen kalenterivuoden aikana enintään 2 500 kilowattituntia ja 1 momentin 3 kohdan vaatimukset täyttämisen edellyttämien investointien kustannukset olisivat käyttöpaikan osalta poikkeuksellisen suuret sen muista käyttöpaikoista etäisen sijainnin vuoksi. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:51.2 §.)

2.2 Kehittämissuunnitelmaa ohjaava lainsäädäntö

Lain mukaan jakeluverkonhaltijan on laadittava jakeluverkkoansa koskeva kehittämissuunnitelma, joka sisältää toimenpiteet, joiden toteuttaminen johtaa 51 ja 119 §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseen ja ylläpitämiseen jakeluverkoissa. Kehittämissuunnitelma on päivitettävä kahden vuoden välein. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:52.1 §.)

Kehittämissuunnitelmassa on verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti kiinnitettävä huomioita sellaisten sähkönkäyttöpaikkojen sähkösaannin varmistamiseen, joihin on sijoittunut yhteiskunnan johtamiseen tai turvallisuuden, väestön toimeentulon taikka elinkeinoelämän toimintakyvyn varmistamisen kannalta tärkeitä toimintoja ja palveluita. Kehittämissuunnitelmaan sisältyvien sähköjohtojen sijoittelussa on mahdollisuuksien mukaan hyödynnettävä yhteisiä reittejä muiden yhdyskuntateknisten verkkojen kanssa. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:52.2 §.)

2.3 Jakeluverkon toimintavarmuutta koskeva siirtymäsäännös

Uuteen lakiin kirjattiin myös siirtymäsäännös, jolla lainsäätäjät halusivat patistaa verkkoyhtiötä toimitusvarmuutta parantavien toimien pariin jo heti lain astuttua voimaan. Uuteen lakiin kirjattiin jakeluverkonhaltijoille määräajat, joihin mennessä verkot on saatettava siihen kuntoon, ettei esimerkiksi sähkönjakelun mahdollinen keskeytys ylitä laissa määriteltyjä määräaikoja.

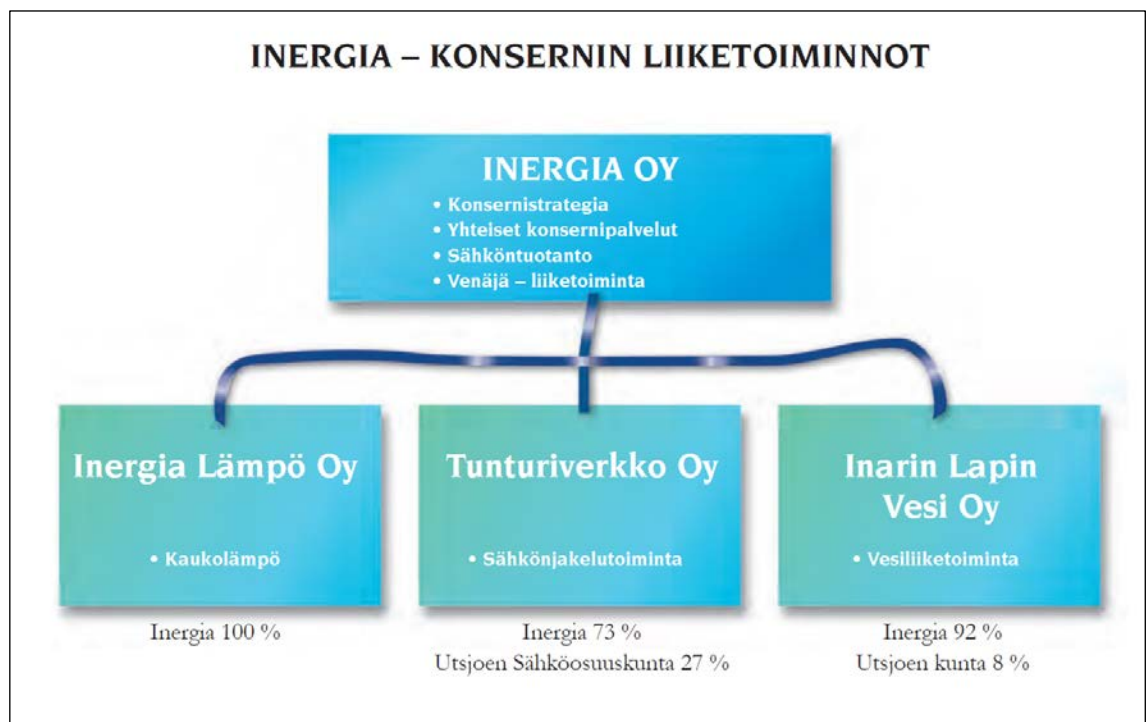
Lain mukaan jakeluverkonhaltijan on täytettävä 51 §:n 1 momentin 2 ja 3 kohdassa säädetty vaatimukset vastuualueellaan viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2028. Vaatimusten on täyttyttävä viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2019 vähintään 50 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien ja viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2023 vähintään 75 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 17:119.1 §.)

Laissa asetettujen määräaikojen toteumista valvoo Energiamarkkinavirasto (nykyisin Energiavirasto), joka voi tietyin edellytyksin myöntää verkonhaltijalle lisäaikaa lain asettamien tavoitteiden saavuttamiseksi.

Energiamarkkinavirasto voi jakeluverkonhaltijan hakemuksesta jatkaa vähintään 75 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä enintään 31 päivään joulukuuta 2025 ja erittäin painavista syistä enintään 31 päivään joulukuuta 2028 sekä kaikkia jakeluverkon käyttäjiä koskevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä enintään 31 päivään joulukuuta 2032 ja erittäin painavista syistä enintään 31 päivään joulukuuta 2036. Täytäntöönpanoajan jatkamisen edellytyksenä on, että jakeluverkonhaltija on osoittanut, että 51 §:n 1 momentin 2 ja 3 kohdassa säädettyjen vaatimusten täyttäminen edellyttää jakeluverkonhaltijalta lain voimaantuloajan tilanteen mukaan määritettynä jakeluverkonhaltijoiden keskiarvoa merkittävästi suuremman osuuden keski- ja pienjännitejohdoista muuttamista ilmajohdoista maakaapeleiksi ja että jakeluverkonhaltija joutuu vaatimusten täyttämiseksi uusimaan ennenaikaisesti merkittävän määrän jakeluverkkoa. Hakemus täytäntöönpanoajan jatkamisesta on tehtävä viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2017. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 17:119.2 §.)

3 TUNTURIVERKKO OY

Tunturiverkko Oy (myöhemmin TUVÉ) on Inergia Oy:n ja Utsjoen sähköosuuskunta omistama jakeluverkkoyhtiö. Inarin kunnan 100-prosenttisesti omistama Inergia omistaa TUVÉ:sta 73 prosenttia ja Utsjoen sähköosuuskunta 27 % (Kuvio 1). TUVÉ aloitti toimintansa vuonna 2011, kun Inergia Oy:n ja Utsjoen sähköosuuskunnan jakeluverkot fuusioitiin. Jakeluverkkoyhtiö vastaa sähkönjake-
lusta Inarin ja Utsjoen kuntien alueella sekä osasta Sodankylän kunnan pohjois-
puolta. Yhtiössä työskentelee yhdeksän työntekijää, mukaan lukien tämän opin-
näytetyön tekijä. Tunturiverkko Oy ostaa talous- ja asiakaspalvelut emoyhtiöltä
Inergia Oy:ltä. Jakeluverkon rakentamisen- ja viankorjauspalvelut yhtiö ostaa
pääosin urakointiyhtiö Ellappi Oy:ltä.



Kuvio 1. Inergia-konserni (Inergian vuosikertomus 2010)

Selvitys koskee Inarin ja Utsjoen kuntien sähkönjakelun kehittämistä. Utsjoen kunnan alueen jakeluverkon pitkän tähtäimen kehittämissuunnitelma on jo aiemmin tehty, joten työssä keskitytään Utsjoen osalta jo valmiin suunnitelman päivittämiseen.

3.1 Taloudellisia tunnuslukuja

Tunturiverkon liikevaihto on vuosittain noin viisi miljoonaa euroa. Yhtiön investoinnit ovat noin kaksi miljoonaa euroa vuodessa. Sähköä Tunturiverkko siirtää asiakkailleen vuosittain noin 140 GWh (vuonna 2016 siirto oli 145 GWh). Vuonna 2016 liittymismaksut muutettiin palautus- ja siirtokelpoiseksi, mikä pienensi TUVE:n liikevoittoa viime vuonna. Sähkön siirto on kasvanut viimeisten vuosien aikana muutaman prosentin vuosivauhdilla. Kasvua selittää pääosin Inarin kunnan alueen vilkas rakentaminen, sillä lämmitystarveluku ei ole viime vuosina oleellisesti muuttunut.

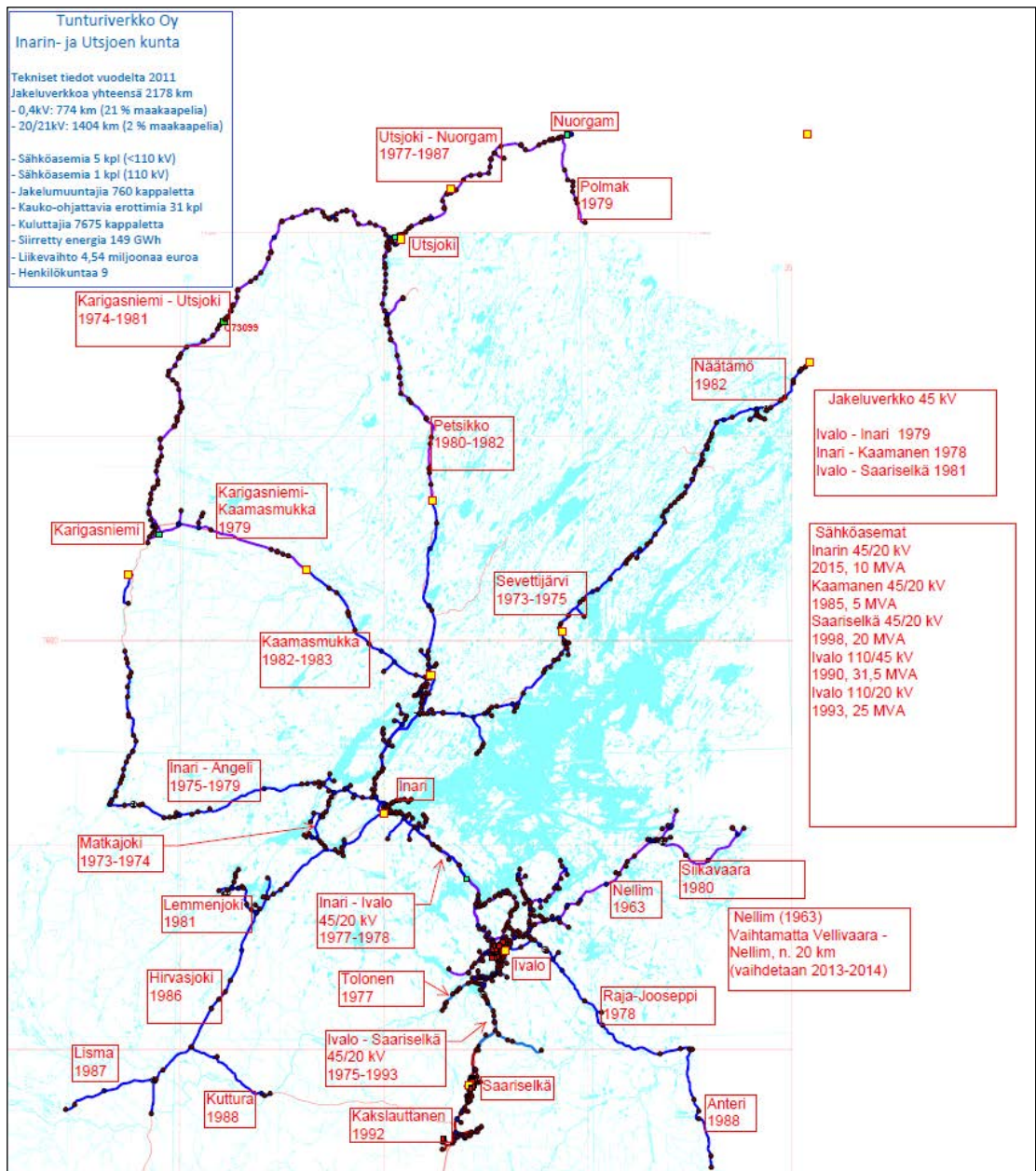
Tunturiverkko Oy sai perustamisensa yhteydessä Utsjoen alueen jakeluverkon korjaukseen valtionavustusta yhteensä miljoonaa euroa. Avustus on tarkoitettu verkon uusimiseen ja sen edellytyksenä on, että TUVE sijoittaa omaa rahaa saman verran. Avustus on jaksotettu seitsemälle vuodelle. Avustus päättyy vuonna 2018.

3.2 Teknisiä tunnuslukuja

Tunturiverkolla on noin 8 000 asiakasta. Keskijänniteverkon (KJ) pituus on noin 1 400 km ja pienjänniteverkkoa (PJ) on noin 780 km, eli jakeluverkon pituus on yhteensä 2 180 km. Kaapelointiaste on KJ-verkon osalta 2,4 prosenttia ja PJ-verkon osalta 21,3 prosenttia. Asiakasta kohden Tunturiverkolla on siis 273 metriä KJ- ja PJ-johtoja. Suomessa verkkoyhtiöiden keskiarvo on noin 160 metriä KJ- ja PJ-johtoja asiakasta kohden. Yhtiöllä on neljä 45/20 kV:n sähköasemaa ja kolme 20 kV:n kytkinasemaa. Lisäksi yhtiöllä on yksi 21/20 kV:n jännitteen nostoasema, kaksi 22/20 kV:n jännitteen muuntoasemaa, 760 muuntamoaa ja 35 kauko-ohjattavaa erotinasemaa.

4 JAKELUVERKON NYKYTILA-ANALYYSI

Tunturiverkon jakeluverkko on rakennettu pääosin 1970–80-luvulla, joten verkostolla on ikää lähes 50 vuotta. Jakeluverkon mukaiset poistoajat ovat 20–40-vuotta. Tästä johtuen Tunturiverkon jakeluverkon nykykäyttöarvo on vain 16 prosenttia. Yhtiölle on lisäksi kertynyt vuosien aikana runsaasti korjausvelkaa. Yhtiön tavoitteena on, ettei ennenaikaisia investointeja tarvitse tehdä.



Kuvio 2. Tunturiverkko Oy:n jakeluverkkokartta

Kuviosta 2, joka on tehty tämän selvitystyön yhteydessä, käy ilmi jakeluverkon tarkka rakentamishistoria ja sijaintitiedot. Jakeluverkkokarttaa on hyödynnetty selvityksissä, joihin tässäkin työssä on viitattu (mm. EIMil 2014, Rejlers 2016) sekä yhtiön muissa selvityksissä.

4.1 Inarin verkon nykytila-analyysi

Verkon nykytila-analyysissä arvioidaan sähköasemien syöttämän jakeluverkon sähkötekniistä tilaa normaalissa kytkentätilanteessa sekä selvitetään jakeluverkon rakennetta ja sijaintia. Taulukoista 1-3 ilmenee Tunturiverkon asiakkaiden maantieteellinen jakauma Inarin kunnassa, minkä perusteella toimitusvarmuus-investoinnit on aikataulutettu.

Taulukko 1. Sähköasemien päämuuntajat (EIMil 2014, 4)

Päämuuntaja	Nimellisteho [MVA]	Huipputeho [MW] (laskennallinen)	Kuormitusaste [%]
PM-1	32	17,996	56,2
PM-2	25	15,935	63,7
PM3 (Fingrid)	32	4,942	15,4

Tunturiverkolla (Taulukko 1) on kaksi päämuuntajaa, joiden nimellistehot ovat 32 MVA ja 25 MVA. Päämuuntajien kuormitusasteet ovat 56,2 prosenttia (PM-1) ja 63,7 prosenttia (PM-2). Päämuuntaja kolme (PM-3) on Fingridin muuntaja Utsjoella.

Taulukosta 2 ilmenee Tunturiverkon Inarin kunnan alueella olevien sähköasemien tiedot ja niiden asiakasmäärät. Maantieteellisesti alue ulottuu Saariselältä Inarin pohjoispuolelle, Kaamaseen.

Taulukko 2. Inarin sähköasemien tiedot (EIMil 2014, 5)

Johtolähtö	Asiakkaita [kpl]	Päätöteho [MW]	Pituus [km]
A1K07 Törmänen	465	2,367	57,930
A1K09 Ivalo Etelä	617	3,279	11,333
A1K10 Nellimö	632	2,495	124,375
A1K11 Ivalo Pohjoinen	906	4,210	9,139
A1K12 Akujärvi	64	0,867	79,537
A1K13 Kirakka	687	2,717	67,284
Inari Inari 45 kV	1581	7,623	676,290
Ivalo 110 kV – Inari Ai4	0	0	43,96
Inari Ai4 – Kaamanen	0	0	33,917
– A4K09 Menesj, Solojärvi	216	1,464	168,227
– A4K11 Angeli	298	1,417	146,479
– A4K12 Kirakka	139	0,805	40,486
– A4K14 Inari I	320	1,731	4,144
– A5K03 Sevetti	554	2,005	161,808
– A5K04 Petsikko	34	0,085	39,946
– A5K06 Kaamasmukka	20	0,108	37,323
Saariselkä Saariselkä 45 kV	1587	10,373	86,487
Ivalo – Saariselkä	0	0	31,821
– A3K03 Kukkola-kylpylä	334	2,218	1,622
– A3K04 Kaunispää	347	1,98	16,327
– A3K05 Jokostie-Iisakkipää	466	3,533	3,003
– A3K06 Kiilopää	440	2,766	33,714
Yhteensä	6539	33,931	1112,375

Taulukko 2 kuvaa harvaan asutun kunnan varsin erilaisia alueita ja niiden asiakasmääriä. Taulukosta ilmenee myös, ettei johtokilometrien ja asiakasmäärien suhdetta voi rinnastaa toisiinsa. Esimerkiksi Angelin johtolähdössä on asiakkaita 298 ja johdon pituus on 146,5 kilometriä. Asiakasta kohden johtoa on noin 490 metriä. Vastaavasti, esimerkiksi Ivalo Etelän johtolähdössä on 617 asiakasta ja johdon pituus on 11,3 kilometriä. Asiakasta kohden johtoa on noin 18 metriä. Yhtiöllä on 45 kV:n runkojohto Ivalosta Inarin, Kaamasen ja Saariselän sähköasemille, näillä asemilla on muuntosuhde 45/20 kV.

Taulukko 3. Ivalon KJ-johtolähtöjen johtotyyppit sekä sijainnit (EIMil 2014, 6)

Johtolähtö	Avojohto [km]	Päällystetty ilmajohto [km]	Maakaapeli [km]	Metsä [km]	Tienvarsi [km]	Pelto [km]
A1K07 Törmänen	57,8	0,0	0,2	10,0	15,3	32,5
A1K09 Ivalo Etelä	7,7	0,0	3,6	5,5	0,4	1,9
A1K10 Nellimö	123,6	0,6	0,2	90,7	18,3	15,1
A1K11 Ivalo Pohjoinen	3,6	0,0	5,6	2,3	0,5	0,7
A1K12 Akujärvi	79,5	0,0	0,1	35,3	38,1	6,0
A1K13 Kirakka	66,2	0,0	1,1	22,9	20,0	23,4
Inari Inari 45 kV	44,0	-	-	-	-	44,0
Inari Ai4, Kaamanen	33,9	-	-	7,9	-	26,0
A4K09 Menesj	167,8	-	0,4	104,5	45,6	17,6
A4K11 Angeli	146,4	-	0,0	102,6	13,0	30,9
A4K12 Kirakka	39,4	0,9	0,2	-	-	39,4
A4K14 Inari 1	3,4	0,4	0,3	3,6	0,3	-
A5K03 Sevetti	161,6	-	0,2	112,1	9,5	40,0
A5K04 Petsikko	39,9	-	0,0	17,5	2,4	20,0
A5K06 Kaasmukka	37,3	-	0,0	30,3	-	7,0
Saariselkä 45 kV	31,8	-	-	-	-	31,8
A3K03Kukkola	-	-	1,6	-	-	-
A3K04 Kaunispää	12,3	0,0	4,0	6,3	-	6,0
A3K05 Jokostie	0,0	0,0	3,0	-	-	-
A3K06 Kiilopää	31,6	1,0	1,1	25,1	4,5	3,0
Yhteensä	1087,8	2,9	21,7	576,6	168,0	345,2

Taulukosta 3 voidaan päätellä, että Inarin kunnan alueella olevista kaikista avojohdoista 53 % sijaitsee metsässä. Avojojhoista noin 32 % sijaitsee pelloilla ja vain 15 % teiden varilla. Lisäksi Inarin kunnan alueella sijaitsevista johdoista 98 % on avojohtoverkkoa, loput 2 % maakaapelia.

Edellä olevat taulukot 1-3 kuvastavat hyvin, että Tunturiverkon asiakkaat ovat Inarin kunnassa jakautuneet maantieteellisesti varsin laajalle alueelle. Lisäksi asiakastiheys on varsinkin haja-asutusalueilla pieni. Jakeluverkon kannalta tällainen jakauma tarkoittaa, että verkkokilometrejä on yhtä asiakasta kohden todella paljon. Johtolähtötarkastelussa nähdään, että pisimmät säteittäiset avojohtoverkot sijaitsevat suurimmaksi osaksi metsässä.

4.2 Utsjoen verkon nykytila-analyysi

Utsjoen jakeluverkko on galvaanisesti erotettu Inarin kunnan verkosta. Utsjoella jännitetaso on 21,5 kV, sama kuin Norjan jakeluverkossa. Inarissa jännitetaso puolestaan on 20 kV. Utsjoelle sähkö on tullut aiemmin Norjasta, Suomen kanta-
verkkoon Utsjoki on liitetty vasta vuonna 1992. Alla olevista taulukoista 4-5 ilmenee Utsjoen alueen asiakkaiden maantieteellinen jakauma, jonka perusteella aikataulutetaan toimitusvarmuusinvestoinnit.

Taulukko 4. Utsjoen kytkinaseman tiedot (EIMil 2014, 8)

Johtolähtö	Asiak- kaita [kpl]	Pätö- teho [MW]	Pituus [km]
Fingridin asema AU01-Utsjokisuun asema (AU1)	1	0	1,608
B2 Rovveddi	0	0	0,598
B4 Utsjoki KK	139	1,1286	3,670
B8 Karigasniemi	562	1,9346	153,566
B10 Petsikko	219	0,878	63,561
B12 Nuorgam	326	1,3188	74,278
Yhteensä	1247	5,260	297,281

Utsjoen kunnan alueella Tunturiverkon asiakkaat eivät ole jakautuneet maantieteellisesti yhtä laajalle alueelle kuin Inarissa. Taulukosta 4 ilmenee, että Utsjoella avojohtoa on yhteensä 297 kilometriä ja asiakkaita 1 247. Tarkempi tarkastelu osoittaa sen, että Karigasniemen johtolähdössä on 273 metriä johtoa asiakasta kohden, kun taas Utsjoen kirkonkylällä sama luku on vain 26 metriä.

Taulukko 5. Utsjoen KJ-johtolähtöjen johtotyypit sekä sijainnit (EIMil 2014, 9)

Johtolähtö	Avojohto [km]	Päällystetty ilmajohto [km]	Maakaapeli [km]	Metsä [km]	Tienvarsi [km]	Pelto [km]
Fingrid-Utsjokisuu	1,6	-	-	-	-	1,6
B2 Rovveddi	0,6	-	-	-	-	0,6
B4 Utsjoki KK	1,0	-	2,7	-	-	1,0
B8 Karigasniemi	152,7	0,5	0,3	20,5	6,8	126,0
B10 Petsikko	63,3	-	0,3	13,3	-	50,0
B12 Nuorgam	71,8	2,1	0,4	9,9	3,5	60,5
Yhteensä	290,9	2,7	3,7	43,7	10,3	239,6

Taulukosta 5 nähdään, että 82 % avojohdoista sijaitsee pelloilla. Peltomäärittelyyn kuuluu myös avotuntureissa sijaitsevat johdot ja muut kitukasvuiset alueet, joita Utsjoella on muuta maata enemmän. Vain 15 % avojohdoista sijaitsee metsissä ja teiden varsilla 3 %. Maakaapelia ja päällystettyä johtoa on lähinnä taajamissa, yhteensä kaksi prosenttia.

4.3 Koko jakeluverkon toimitusvarmuus

Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset tunnusluvut. Ne kuvaavat sähköntoimituksen keskimääräistä toimitusvarmuutta. Verkon sähköntoimitusvarmuutta koko jakelualueella kuvataan kansainvälisesti usein seuraavilla IEEE 1366-2001 (IEEE) standardin mukaisilla tunnusluvuilla. (Partanen ym. 2010, 13.)

Taulukko 6. Tunturiverkko Oy:n KAH-tunnusluvut vuosilta 2011-2014 (Rejlers, 2016, 32)

Keskeytyksen aiheuttaman haitan tunnusluvut	2011	2012	2013	2014	Keskiarvo
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [h/a]	1,21	0,3	0,62	1,01	0,785
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [kpl/a]	0,69	0,58	0,72	1,21	0,8
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [h/a]	1,15	0,39	1,44	0,6	0,895
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [kpl/a]	0,77	0,25	1,6	0,33	0,738
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [kpl/a]	0,51	0,64	0,36	0,2	0,428
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen jakeluverkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergiaa painotettu keskeytysaika [kpl/a]	12,68	6,34	7,42	7,28	8,43

Laatukannustimen tarkoituksena on kannustaa yhtiötä kehittämään omatoimisesti sähkönsiirron laatua. Laatukannustimen määrittämisessä huomioidaan odottamattomien ja suunniteltujen keskeytyksien sekä jälleenkytkentöjen aiheuttamat haittakustannukset. (Rejlers 2016, 25.)

Yllä olevan taulukon 6 tunnusluvuista voidaan määrittää vuosittaiset KAH-kustannukset, eli kustannukset keskeytyksistä aiheutuneille haitoille, kun tiedetään vuosittainen kuluttajille luovutettu energiamäärä. Tunturiverkon keskimääräinen KAH-kustannus vuodesta 2011 lähtien on ollut noin 400 000 euroa. (Rejlers 2016, 25.)

5 TEKNISIÄ VAIHTOEHTOJA

Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan parantaa useilla erilaisilla ratkaisuilla, kuten esimerkiksi vaihtamalla ilmajohtoja maakaapeleiksi, siirtämällä johtoja pois metsäisiltä alueilta teiden varsille sekä korvaamalla avojohtoja päällystetyillä johdoilla. Verkon käyttöä voidaan myös parantaa lisäämällä verkostoon automaatiota, lisäämällä rengasyhteyksiä, lisäämällä suojausalueita sekä tehostamalla vianrajaus- ja korjausorganisaation toimintaa (Partanen ym. 2010, 9).

Taulukko 7. Eri tekniikoiden vaikutus vikojen määriin ja kestoihin (Partanen ym 2010, 32)

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työ-keskeytykset	Jälleenkytcentöjen määrä
	Absoluut-tisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	↗ ↗			↗ ↗
Kevyt 110 kV johto	-	↗ ↗			
Kaapelointi (kj- ja pj-verkot)	↗ ↗	↗ ↗			↗ ↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähkönjakelu	↗	↗ ↗	-	-	↗ ↗
Pylväskatkaisijat	-	↗ ↗	-	-	↗ ↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗ ↗		↗
Varayhteydet	-	-	↗ ↗	↗ ↗	-
Valvomoautomaatio	-	-	↗ ↗	↗	
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-		↗ ↗
Varavoima	-	-	↗	↗ ↗	-
Yhteistyö	↗	↗	↗		-

(↗ ↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta)

Yllä olevasta taulukosta 7 ilmenee, miten eri tekniikat vaikuttavat vikojen määriin ja kestoihin. Seuraavissa kappaleissa tarkastellaan ratkaisumalleja, jotka soveltuvat Tunturiverkko Oy:n jakeluverkkoon ja käyttömahdollisuuksiin.

5.1 Kaapelointi

Kaapeloinnin etu on, että sillä saavutetaan yleensä avojohtoa parempi käyttövarmuus verkossa. Kaapelien vikataajuus on noin 20-50 % avojohtojen pysyvien vikojen vikataajuudesta. Ohimeneviä vikoja, joista aiheutuu lyhyitä keskeytyksiä, kaapeliverkossa ei juurikaan esiinny. Vikojen tarkka paikallistaminen ja korjaaminen on kaapelivaihtoehdossa hitaampaa. (Partanen ym. 2010, 27.)

Keskijänniteverkossa kaapeleiden käyttö on kalliimpaa ja lisäksi on huomioitava niiden maasulkuvirtoja kasvattava vaikutus ja pitkien korjausaikojen takia tarvittavat varayhteydet. Kaapeliverkon muunneltavuus on myös selvästi vaikeampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon. (Partanen ym. 2010, 27.)

5.2 Kauko-ohjattavat erottimet

Keskijänniteverkossa käytetään paljon kauko-ohjattavia kytkinlaitteita, pääasiassa erottimia. Erottimien avulla voidaan lyhentää asiakkaille vioista aiheutuvan keskeytyksen pituutta; keskeytysten määrään niillä ei ole vaikutusta (Lakerva & Partanen 2009, 151). Sähköasemalta alkavalla keskijännitejohtolähdöllä tapahtuva vika näkyy keskeytyksenä kaikilla johtolähdön asiakkailta. Haja-asutusalueilla yhden johtolähdön pituus on keskimäärin 30-40 km ja asiakkaita lähdöillä on tyypillisesti 300-500. Verkkokokonaisuuksien jakaminen pienempiin osiin helpottaa vikapaikan erottamista terveestä verkosta. Mikäli erotinohjauksessa käytetään kauko-ohjausta, voidaan vianerotus hoitaa käsin paikan päältä ohjattavaa erotinta nopeammin. Kauko-ohjauksella lyhennetään erityisesti vikapaikan erottamiseen ja varayhteyksien kytkemiseen kuluva aikaa. Vikapaikan erottamisen jälkeen sähköttä olevien asiakkaiden määrä on yleensä pienentynyt murto-osaan alkutilanteesta, jossa kaikki kyseisen KJ-lähdön asiakkaat olivat ilman sähköä. (Partanen ym. 2010, 30.)

5.3 Maastokatkaisijat

Maastokatkaisija parantaa verkon käyttövarmuutta lisäämällä verkossa olevien suojausalueiden määrää. Vikojen määrä ja kokonaiskesto pienentyvät, koska katkaisijan takana verkossa tapahtuvat viat eivät näy verkon alkupään asiakkaille. Saavutettava hyöty riippuu katkaisijan takana olevan verkon pituudesta (vikojen määrästä) ja katkaisijaa ennen olevien asiakkaiden määrästä ja energian käytöstä. (Partanen ym. 2010, 28.)

5.4 Tienvarteen rakentaminen

Suurin osa haja-asutusalueiden johtokaduista ja sähköjohdoista sijaitsee metsässä. Ratkaisumalli juontaa juurensa vuosikymmenien takaa, jolloin verkostorakentamisen tavoitteena oli materiaalikustannusten minimointi. Kustannussäästöjen lisäksi metsiin sijoittamisen etuna oli johtojen näkymättömyys asutuksen lähellä. (Lakervi & Partanen 2009, 143.) Tien varressa olevien johtojen ansiosta verkon käyttövarmuus paranee, koska viat vähenevät ja niiden paikantaminen sekä korjaaminen nopeutuvat. Johtojen siirtäminen edellyttää nykyisten jakelumuuntamoiden syöttöjohtojen, sekä mahdollisesti myös niiden paikkojen, suunnittelemista uudelleen. (Partanen ym. 2010, 27.)

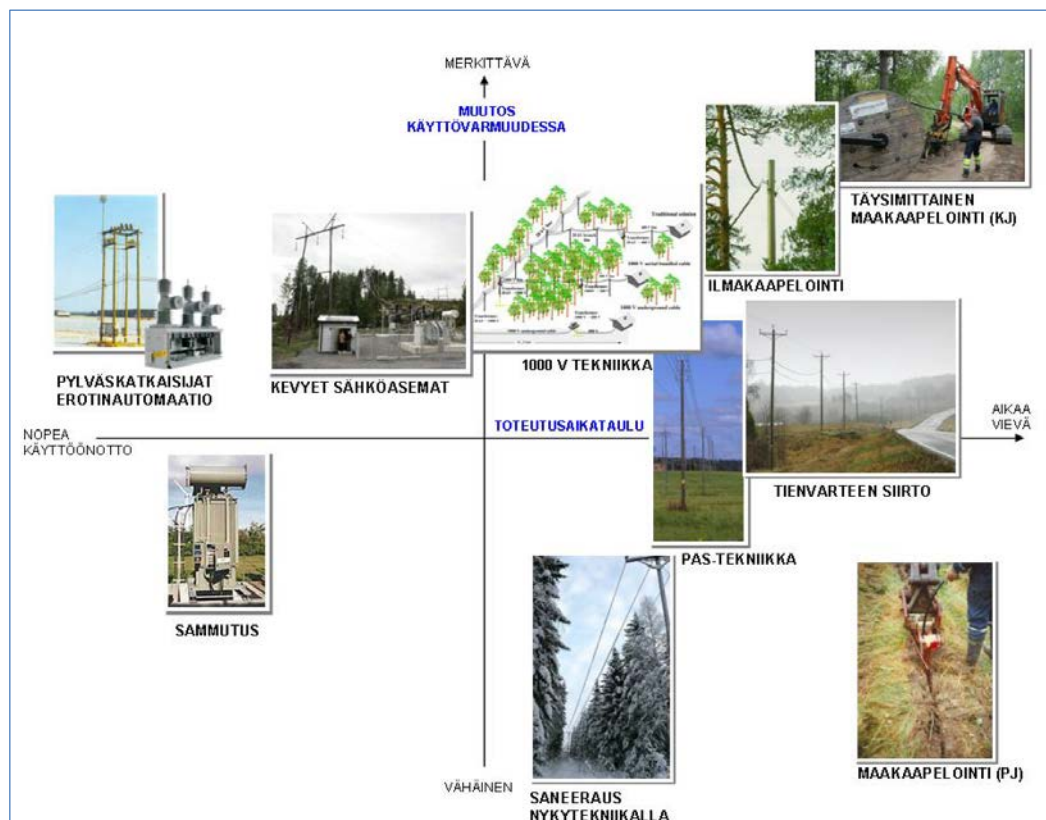
5.5 Varayhteyksien rakentaminen

Keskeytysaikoihin voidaan vaikuttaa myös verkon topologiaan tehtävillä muutoksilla. Luotettavuutta voidaan parantaa rakentamalla ongelmakohtiin varasyöttöyhteys. Varasyöttöyhteys voi olla esimerkiksi säteittäisen verkon muuttaminen rengasmaiseksi rakentamalla kahden johtolähdön välille varayhteys. Normaalissa käyttötilanteissa varasyöttöyhteys ei ole käytössä. Varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoyhtiöiden verkkoihin, joiden avulla pyritään lyhentämään suurempien vikojen aiheuttamia keskeytysaikoja. Varasyöttöyhteyksien lisääntyminen parantaa sähköön toimitusvarmuutta, mutta normaalitilanteissa niiden rakentaminen kaikkialle ei ole taloudellista. Varasyöttöyhteyksiä ei siten kannata rakentaa, jos välimatka yhteyden päätepisteiden välillä on kovin suuri.

Varasyöttöyhteyksiä suunniteltaessa verkolle ei kannata asettaa kovin tiukkaa jännitteen aleneman rajaa. Muutoin varasyöttöyhteyden rakenne tulee liian kalliiksi tai mahdollisesti koko yhteyden rakentaminen teknisesti mahdottomaksi. (Partanen ym. 2010, 31.)

5.6 Johtokadun vierimetsien hoito

Jakeluverkon vioista suurin osa aiheutuu puiden taipumisesta tai kaatumisesta avojohdoille. Vikoja voidaan vähentää tekemällä johtokatuja raivaukset säännöllisesti sekä poistamalla johtokadulle yltävät oksat ja johtokadun ulkopuolella olevat riski-puut. Erityisen riskialttiita ovat nuoret koivut ja muut lehtipuut, jotka lumikuormat taivuttavat avojohtojen päälle. (Partanen ym. 2010, 31.)



Kuvio 3. Verkkotekniikoiden vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen (Partanen, Lassila, Kaipia & Haakana 2012, 20)

Eri verkkoratkaisujen vaikutuksia sähkönjakelun luotettavuuteen voidaan havainnollistaa edellä olevan kuvio 3 mukaisella esitystavalla. Kuviossa eri tekniikat on sijoitettu käyttöönottoajan ja käyttövarmuudessa arvioidun muutoksen mukaisesti. Kuviosta nähdään, että esimerkiksi laajamittaisella keskijänniteverkon kaapeloinnilla käyttövarmuus paranee merkittävästi, mutta kyseessä on aikaa vievä ratkaisu. Vastaavasti pienjänniteverkon maakaapelointi ei vaikuta merkittävästi käyttövarmuuteen. Sen sijaan automaattioratkaisuilla käyttövarmuus paranee nopeasti ja ne ovat nopeasti käyttöönotettavissa. (Partanen ym. 2012, 20.)

6 YHTIÖN TOIMITUSVARMUUDEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Tunturiverkon toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelman tarkoitus on löytää sähköverkolle sellainen ratkaisu, joka pysyy mahdollisimman toimintakykyisenä suurhäiriöiden aikana. Lisäksi suunnitelman tavoitteena on, että sähkö palautuu jokaiselle asiakkaalle kohtuullisessa ajassa. Sähkömarkkinalain (52 §) mukaan asemakaava-alueella suurin sallittu keskeytysaika on 6 tuntia ja haja-asutusalueella sallitaan 36 tunnin sähkönjakelun keskeytys jakeluverkon vioittumisen, myrskyn tai lumikuorman seurauksena.

6.1 Tunturiverkon tavoiteverkkomalli

Alla oleva kuvio 4 kertoo Tunturiverkon tavoiteverkon suunnittelustrategian. Strategia lähtee siitä, että ensin tehdään taajamat säävarmoiksi, koska siellä sijaitsevat sähköasemat. Samalla taajamat kaapeloidaan.



Kuvio 4. Tunturiverkon suunnittelustrategia (EIMil 2014, 19)

Taajamat ovat strategiassa ensisijalla, koska niissä ovat suurimmat asiakastiheydet ja siellä sijaitsevat yhteiskunnan kannalta kriittisimmät kohteet. Merkittäviä kaapelointeja ei ole mahdollisuus tehdä, koska välimatkat yhtiön toiminta-alueella ovat pitkiä ja kaivuumaasto haasteellinen. Kaapeloinnin jälkeen on vuorossa runkojohtojen tekeminen säävarmoiksi. Runkojohtojen säävarmuus varmistetaan raivaamalla johtokadut riittävän leveiksi.

Tunturiverkon kriittisimmät säteishaarat sijaitsevat ympäri toiminta-aluetta. Säteishaarojen säävarmuutta pyritään varmistamaan siirtämällä avojohtoja tien varteen, lisäämällä automaatiota ja raivaamalla niitä ympäröiviä metsiä.

Säävarmuuden lisäämiseen ei pyritä yksittäisillä teknisillä ratkaisulla, vaan sitä pyritään kasvattamaan useilla eri vaihtoehdoilla hajautetusti. Tällaisia vaihtoehtoja ovat esimerkiksi kauko-ohjattavien moottorierottimien lisääminen sekä muut, jo edellä mainitut vaihtoehdot. Toimenpiteillä Tunturiverkko pyrkii samaan toimitusvarman jakeluverkon, sähkömarkkinalain hengen mukaisesti.

6.2 Tavoiteverkkomallin taloudelliset raamit

Tunturiverkolle on laadittu investointiohjelma vuosille 2014-2028, jossa on huomioitu edellä kuvattu tavoiteverkkomalli (Tunturiverkko Oy 2014). Vuonna 2014 laadittu investointiohjelma korostaa tavoiteverkkomallin lisäksi kustannustehokkuutta. Investointijärjestyksen määrittämisessä on huomioitu muun muassa seuraavat asiat:

- KAH-kustannus
- alueen metsäisyys
- asiakasmäärät
- varasyöttösuunnat (lähtöjen välinen rengasyhteys).

Taulukko 8. Investointiohjelman mukaiset investoinnit (Rejlers 2016, 23)

Kohde	Asiakas- määrä	Säävarman KJ- verkon piirissä olevat asiakkaat [%]	Investointi- kustannus [€]	Investointivuosi [€]
Inari 1 alue 1	23	67 %		2017
Inari 1 alue 2	34	69 %		2017
Nellimö alue 3	5	70 %		2017/2018
Nellimö alue 4	146	73 %		2018
Kiilopää alue 9	133	76 %		2019
Kirakka alue 1	51	78 %		2019
Kirakka alue 2	52	80 %		2020
Sevetti alue 1	59	82 %		2021
Sevetti alue 2	56	84 %		2021
Sevetti alue 3	11	85 %		2021/2022/2023
Sevetti alue 4	20	86 %		2024
Sevetti alue 5	13	88 %		2024
Sevetti alue 6	0	89 %		2024
Sevetti alue 7	31	91 %		2025
Sevetti alue 10	40	92 %		2025
Sevetti alue 9	37	94 %		2025/2026
Sevetti alue 11	7	95 %		2027
Sevetti alue 12	10	97 %		2027
Sevetti alue 13	39	98 %		2028
Sevetti alue 14	35	100 %		2028

Taulukosta 8 nähdään, että investoinnit on tarkoitus tehdä johtolähdöittäin. Lisäksi nähdään, kuinka asiakasmäärät säävarman verkon piirissä kasvavat investointien edetessä. Suurimmat investointitarpeet ovat haja-asutusalueella eli pitkällä johtolähdöillä. Sevettijärven linja on noin 110 kilometriä pitkä ja asiakkaita johdon varrella on 358. Sevettijärven avojohto on rakennettu vuosina 1973-1975. Ivalon taajama on tehty säävarmaksi viimeisten kahden vuoden aikana.

Tunturiverkko on arvioinut, että säävarman verkon investoinnit tulevat maksamaan noin 6-7 miljoonaa euroa. Lisäksi yhtiöllä on korjausvelkaa saman verran. Yhtiö investoi vuosittain noin 800 000 euroa säävarmaan verkkoon ja sen lisäksi muihin verkkoinvestointeihin käytetään suunnilleen saman verran. Investointiohjelmassa johtojen ja muuntamoiden yksikköhinnoissa on käytetty Energiaviraston julkaisemia yksikköhintatietoja. (Energiavirasto 2014.)

6.3 Tavoiteverkon tekninen toteuttaminen

Tunturiverkko päätyi toteuttamaan tavoiteverkkoa kaapeloimalla taajamat, koska taajamissa asukastiheys on suurin. Yksi syy kaapeloida taajamia on visuaalinen; asiakkaat toivovat yhä useammin, etteivät johdot ole näkyvillä. Kaapelointi on lisäksi ainoa vaihtoehto, jolla saadaan 100-prosenttisesti säävarmaa verkkoa.

Tunturiverkon asiakkaista noin 30-40 % asuu haja-asutusalueella. Haja-asutusalueilla Tunturiverkko päätyi siirtämään avojohdot teiden varsille. Ratkaisuun päädyttiin, koska haja-asutusalueiden kaapelointi olisi kallista. Lisäksi teiden varilla sijaitsevat avojohdot on helposti huollettavissa ja korjattavissa. Haja-asutusalueilla päädyttiin myös johtokatuja laajempaan raivaukseen, millä varmistetaan etteivät puut pääse kaatumaan sähkölinjoille.

Yhtiö päätyi myös lisäämään kauko-ohjattavia moottorierottimia. Erottimia on päätetty lisätä taajamista lähteviin avojohdoin, jotta haja-asutusalueiden mahdolliset viat eivät vaikuta taajamien sähkönjakeluun. Erottimia on lisäksi päätetty sijoittaa pitkien säteittäisten johtojen väleihin, jotta vika-alueet pystytään rajamaan nopeammin.

Tunturiverkolla on olemassa lisäksi useita varayhteyksiä Norjaan. Varayhteyksien historia juontaa juurensa siitä, että Utsjoen sähköosuuskunnalle sähkö tuli aiemmin Norjan sähköverkosta. Lisäksi yhtiö on rakentanut rengassyöttö-yhteyksiä taajamiin, jotka eivät normaalitilanteessa ole käytössä.

Tunturiverkko on suunnitellut hankkivansa tänä vuonna maastokatkaisijan, joka sijoitetaan pitkään säteittäiseen verkkoon. Toimenpiteellä rajataan pitkän johtolähdön vika-alue automaattisesti pienemmälle alueelle. Katkaisija on suunniteltu sijoitettavaksi Ivalosta noin 120 kilometriä pohjoiseen, Sevettijärvelle.

7 POHDINTA

Tässä työssä kehittämissuunnitelmaa on käsitelty yksittäisenä työnä, mutta käytännössä se ei ole koskaan valmis, vaan suunnitelma elää osana jakeluverkko-yhtiön arkea. Ensimmäinen kehittämissuunnitelma palautettiin Energiavirastolle vuonna 2014. Alusta asti oli ollut selvää, ettei Tunturiverkko pysty tekemään merkittäviä kaapelointeja, koska välimatkat ovat pitkiä ja kaivuumaasto haasteellinen. Sähkömarkkinalain uudistaminen ja lain asettamat tavoitteet aiheuttivat lopulta Tunturiverkolle (myös muille verkkoyhtiöille) kovia korotuspaineita siirtohintoihin.

Tunturiverkko päätyi teknisissä ratkaisuissaan muun muassa kaapelointiin, siirtämään avojohdot teiden varsiin, sekä lisäämään kauko-ohjattavia moottorierotimia verkkoon. Jo toteutetut, ja erilaiset ratkaisut, ovat osoittautuneet toimivaksi käytännöksi. Laajalle säteittäiselle jakeluverkolle ei ole taloudellisesti ollut mahdollista toteuttaa vain yhtä teknistä ratkaisumallia, vaan toimintaympäristö ja harvaan asuttu alue ovat pakottaa yhtiön eri vaihtoehtojen kombinaatioon.

Tavoiteverkkostrategiassa on tehty ne linjaukset ja budjetit, joilla yhtiö on pyrkinyt pitkäjänteisesti parantamaan verkkonsa toimitusvarmuutta. Käytännössä suunnitelmia on lisäksi ohjannut muuttuva toimintaympäristö ja eri tahojen (esimerkiksi omistaja, kunta ja elinkeinoelämä) intressit.

Teknisten tarkastelujen lisäksi investointien taloudellisia vaikutuksia tulee arvioida osana yhtiön pitkän tähtäimen suunnittelua. Kehittämissuunnitelman osalta merkittäviä kannustimia ovat olleet investointi-, laatu-, tehostamis- ja toimitusvarmuuskannustimet. Kannustimet on huomioitu myös investointiohjelmassa.

Taajama-alueella toteutettavat investoinnit ovat osoittautuneet toimitusvarmuuden kannalta tärkeimmiksi, koska siellä asiakasmäärät ovat merkittävästi haja-asutusalueita suurempia, sekä suurimmat sallittavat keskeytysajat lyhyempiä.

Tulevaisuudessa Tunturiverkon kärkihanke tulee olemaan Saariselän toimitusvarmuuden parantaminen. Matkailukeskukseen sähkö tulee tällä hetkellä Ivalosta 45 kV:n johtoa pitkin, mutta siirtoyhteys ei ole kasvavassa keskuksessa riittävä. Kehittämissuunnitelmat ovat siis tulleet jakeluverkkoyhtiöiden arkeen jäädäkseen.

LÄHTEET

ElMil Oy 2014. Tunturiverkko Oy:n toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma. Projektiraportti.

Energiavirasto 2014. Yksikköhintataulukko. Teoksessa ElMil Oy 2014. Tunturiverkko Oy:n toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma. Projektiraportti, 46-51.

Inergia Oy 2010. Vuosikertomus 2010.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2009. Sähkönjakelutekniikka 609. Helsinki: Otatieto.

Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Strandén, J. & Mäkinen, A. 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto.

Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T. & Haakana, J. 2012. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Rejlers Oy 2016. Tunturiverkko Oy:n toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelman päivittäminen. Projektiraportti.

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Viitattu 28.6.2014. <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>>

Tunturiverkko Oy 2014. Tunturiverkko Oy:n investointiohjelma vuosille 2014-2028.

LIITTEET

- Liite 1. EIMil Oy 2014, Tunturiverkko Oy, Toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma. (Luottamuksellinen)
- Liite 2. Rejlers Oy 2016, Tunturiverkko Oy, Toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelman päivittäminen, projektiraportti. (Luottamuksellinen)
- Liite 3. Tunturiverkko Oy 2014. Tunturiverkko Oy:n investointiohjelma vuosille 2014-2028. (Luottamuksellinen)